

**Секция 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ  
ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.  
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА**

**303**

обладают довольно высокой пластичностью и по этой причине не всегда способны сохранять тектоногенную трещиноватость. Лишь наиболее кремнистые разности можно отнести к потенциально продуктивным.

Абалакская свита имеет небольшую толщину (25-35 м), но, несмотря на это, охватывает значительный временной период – келловейский, оксфордский и кимериджский ярусы, а это приблизительно 15-18 млн. лет в абсолютном летоисчислении [1]. Это указывает на то, что образование абалакской толщи происходило со значительными перерывами осадконакопления, вследствие которых сформировались поверхности несогласия, играющие роль флюидопроводящих каналов в осадочной толще. На формирование коллекторов значительное влияние оказали тектонические процессы. Основные разломы и разрывные нарушения, оперяющие разломы более высокого порядка, развиты в пределах локальных поднятий и являются причиной образования трещинных коллекторов.

Условия осадконакопления и постседиментационные преобразования пород абалакской свиты способствовали формированию в них сложных порово-трещинных и трещинно-поровых, реже простых трещинных коллекторов в породах различных литологических типов. Таким образом, в преимущественно глинистых отложениях эффективная пористость, возможно, возникла за счет автомикроразрывов в процессе преобразования органического вещества, а в плотных карбонатных и кремнистых образованиях – за счет перекристаллизации и выщелачивания в результате проявления тектонических процессов.

В целом отложения абалакской свиты Талинской площади характеризуются чрезвычайно низкими фильтрационно-емкостными свойствами, и это подтверждается по результатам отбора керна. Пористость подавляющего большинства образцов абалакской свиты, отобранных из скважины 20080, составляет 4-8 %, а их проницаемость составляет сотые доли мД.

Таким образом, потенциально продуктивный пласт ЮК<sub>1</sub> Талинской площади, обладает сложным трещинно-кавернозным типом коллектора и низкими ФЕС. Однако он может являться промышленно рентабельным для эксплуатации, только после обоснования рациональной методики разработки данной залежи.

**Литература**

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 298 с.
2. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Н.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 700 с.

**ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НИЖНЕЙ ЧАСТИ КУЛОМЗИНСКОЙ СВИТЫ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**П.В. Трушков, В.В. Самойленко, Р.С. Кашапов**

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров

**Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия**

Высокобитуминозные отложения баженовской свиты являются основной нефтематеринской толщей в осадочном разрезе Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Этими породами образовано более 80 % общей массы геологических ресурсов нефти Западной Сибири [2]. Поэтому оценка масштабов генерации углеводородов (УВ) породами баженовской свиты имеет большое значение при оценке перспектив нефтегазоносности территорий. Высокая битуминозность пород баженовской свиты и незначительное количество в её составе минерализованных вод предопределили аномально высокие значения кажущегося сопротивления (КС) этих отложений.

Особенностью пород баженовской свиты является и повышенная естественная радиоактивность, фиксируемая на гамма-каротаже (ГК), что также связано с битуминозностью пород. Эти свойства позволяют уверенно определять интервал баженовской свиты в разрезе мезозойских отложений Западной Сибири.

Однако, если нижняя граница баженовской свиты с подстилающими породами является достаточно четкой, то контакт с вышележащими глинистыми отложениями, как правило, плавный и составляет до 5-10 и более метров. Так как границы баженовской свиты в большинстве случаев устанавливаются не по керну, а по каротажным данным, за интервал баженовской свиты принимают только разрез с максимальными значениями КС и ГК, т.е. без учета «переходной» зоны.

Тем не менее, в низах перекрывающих отложений состав пород достаточно близок [3]. Очевидно, что исключение этой части разреза из рассмотрения может существенно занижать общий генерационный потенциал верхнеюрско-нижнемеловой нефтематеринской толщи.

В пределах Томской области (юго-восток Западной Сибири) глубоководноморские битуминозные отложения баженовской свиты распространены в её западной и центральной частях [4]. Толщины свиты в депрессионных зонах составляют 25-35 м и более, а к крупным положительным структурам сокращаются до 5-15 м. В районе исследования баженовская свита трансгрессивно, с несогласием залегает на прибрежно-морских и континентальных отложениях васюганской свиты или согласно перекрывает морские отложения георгиевской свиты. Перекрывают баженовскую свиту во всем районе отложения куломзинской свиты (от 50 до 300 м и более), представленные преимущественно глинами и алевролитами.

С целью определения толщин нижней части куломзинской свиты, обогащенной ОВ, и оценки генерационного потенциала этих пород методом Rock-Eval пиролиза был исследован разрез баженовской свиты и перекрывающих отложений куломзинской свиты скважины, пробуренной в пределах Нижневартковского свода.

Пиролитический анализ выполнен на приборе «Rock-Eval 6 Turbo» в режиме метода «BulkRock» (3 мин 300 °С, от 300 до 650 °С, скорость нагрева 25 °С/мин).

На рисунке 1 представлен верхнеюрско-нижнемеловой разрез скважины Нижневартовского свода по результатам пиролитического анализа. Интервал баженовской свиты (10 м), выделенный по каротажу, характеризуется отличным генерационным потенциалом (рис. 2а). Содержание органического углерода (Сорг) в породах баженовской свиты изменяется от 7,3 до 21,9 % (среднее 11,5 %).

Пониженное значение Сорг (1,9 %) установлено лишь в единственном образце, который приурочен к карбонатному интервалу. Значения водородного индекса (НІ) в разрезе свиты изменяются от 600 до 700 мг УВ/г Сорг (среднее 644), что характеризует ОВ пород, как кероген с превосходными нефтегенерационными качествами, несколько превышающими качества керогена II типа (рис. 2б). О превосходных качествах ОВ свидетельствуют и низкие значения кислородного индекса (ОІ), значения которого в разрезе свиты за исключением карбонатного слоя не превышают 3 мг СО<sub>2</sub>/г Сорг. Значения параметра Тmax, отражающего уровень катагенетической преобразования ОВ, в разрезе баженовской свиты составляют 426-433 °С, что соответствует начальному этапу нефтеобразования (середина МК<sub>1</sub><sup>1</sup>) [1].

При переходе от баженовской свиты к перекрывающим отложениям куломзинской свиты отмечается скачкообразное уменьшение содержания Сорг в породах с 7,3-21,9 до 1,4-5,5 % (рис. 1).

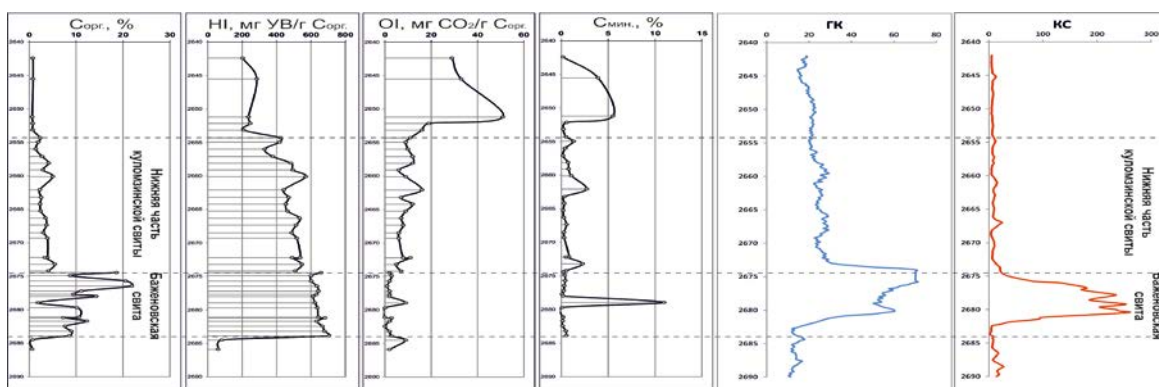


Рис. 1. Верхнеюрско-нижнемеловой разрез нефтематеринской толщи (Нижневартовский свод) по данным пиролитического анализа Rock-Eval

Однако значения параметра НІ, отражающего нефтегенерационные качества ОВ, плавно уменьшаются от 500-550 и сохраняются на уровне 330-420 мг УВ/г Сорг в интервале 20 м. Также плавно в интервале этой толщи увеличивается ОІ от 5-10 до 10-15 мг СО<sub>2</sub>/г Сорг.

Данные значения параметров Rock-Eval свидетельствуют о хорошем генерационном потенциале этой толщи (рис. 2, А) и отличных нефтегенерационных свойствах ОВ (рис. 2, Б), характеризующих его нефтеобразующий кероген типа II. Полученные результаты позволяют предположить, что ОВ отложений нижней части куломзинской свиты накапливались в фациальных условиях близких к условиям накопления ОВ баженовской свиты. Вероятно, резкое уменьшение содержания ОВ в породах перекрывающих баженовскую свиту было связано, в первую очередь, с уменьшением биопродуктивности фотического слоя в существовавшем бассейне осадконакопления и, вероятно, с увеличением привноса терригенной составляющей в неоконечном бассейне.

Выше «переходной» толщи происходит второе резкое изменение содержания и свойств ОВ. Отложения замещаются бедными по генерационному потенциалу породами ( $S_2 < 2,5$  мг/г, Сорг < 1%), содержащими ОВ низкого нефтегенерационного качества ( $НІ < 250$  мг УВ/г Сорг ;  $ОІ > 20$  мг СО<sub>2</sub>/г Сорг), которое в исследованной части разреза относится к керогену переходного типа II/III.

Аналогичные закономерности в изменении содержания и свойств ОВ были установлены в разрезе баженовской свиты и перекрывающих отложений куломзинской свиты и в других скважинах Нижневартовского свода и сопредельных территорий (Каймысовский свод, Колтогорский прогиб). Полученные результаты позволяют сделать вывод, что рассматриваемая «переходная» зона, относящаяся к нижней части куломзинской свиты, по достижению этапа активного нефтеобразования (градация катагенеза МК<sub>1</sub><sup>2</sup>) будет вносить существенный вклад в суммарную генерацию нефти. Расчет генерационного потенциала (Gs) с использованием представленной ниже формулы, позволяет сделать вывод, что это вклад в разрезе исследованной скважины составляет 30,3 %.

$$Gs = \sum S_{2i} \cdot h_i \cdot \rho \cdot 10^{-3}$$

где  $S_{2i}$  – генерационный потенциал образца породы, кг УВ/т породы;  $h_i$  – толщина слоя, освещенная проанализированным образцом, м;  $\rho$  – плотность породы, т/м<sup>3</sup>.

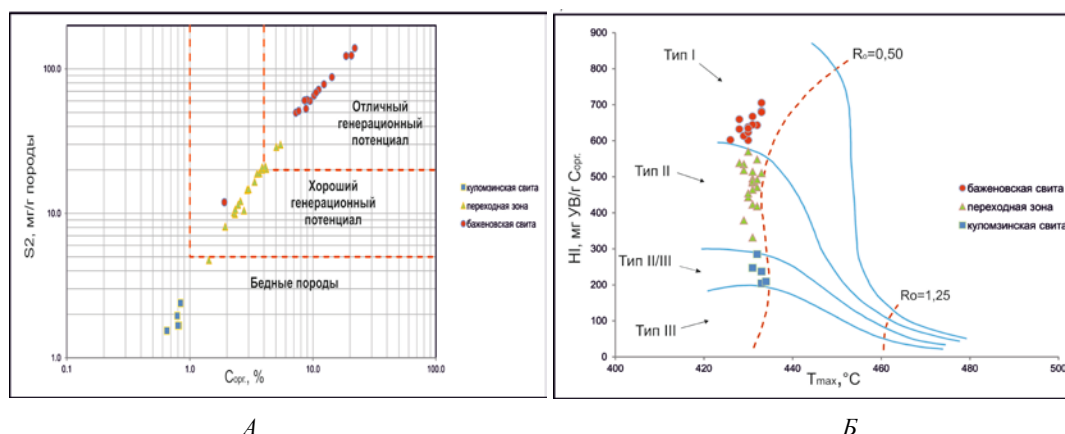


Рис. 2. Характеристика генерационного потенциала пород (А) и типа ОВ (Б) верхнеюрско-нижнемеловой нефтематеринской толщи (Нижнеартровский свод) по данным пиролиза

#### Литература

1. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) // Нефтяное хозяйство, 2013. – № 10. – С. 32 – 37.
2. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. – С. 10 – 12.
3. Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Малыхин А.Я. и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2004 г. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГИМС, 2004. – 114 с.

### АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ЯК-III-VII В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

А.Ю. Фомичев, Л.К. Кудряшова

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Контроль процесса разработки месторождения – это важный элемент управления добычей, который включает в себя сбор, обработку, обобщение, объединение в единое целое всей информации о залежи для получения сведений о текущем состоянии, динамике показателей разработки и соответствии их проектной документации. Особое внимание необходимо уделять изучению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), которые являются основными характеристиками пласта-коллектора. Своевременный анализ ФЕС позволяет выбрать оптимальный вариант разработки и рациональный метод увеличения нефтеотдачи (МУН).

В связи с этим цель данной работы – проанализировать изменение основных фильтрационных параметров пласта. Объектом исследования являются продуктивные песчаные пласты Як-III-VII Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения – одного из крупнейших месторождений России, открытых и введенных в эксплуатацию за последние двадцать пять лет.

Ванкорское месторождение расположено на севере Красноярского края, в Туруханском районе. В тектоническом отношении рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы. Согласно принятой схеме нефтегазоносного районирования, месторождение относится к Сузунскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской НПП [1]. Основная газонефтяная залежь пластовая сводовая массивного типа приурочена к песчаным пластам Як-III-VII яковлевской свиты раннемелового возраста.

Яковлевская свита на месторождении представлена отложениями надводных дельтовых равнин – аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержаны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.